

Synapse
Energy Economics, Inc.

**Analyse comparative de méthodes simplifiées
d'estimation des émissions évitées dans les centrales
électriques**

ÉBAUCHE FINALE

**Préparée par
Geoffrey Keith, Bruce Biewald et David White
Synapse Energy Economics**

**Pour la
Commission de coopération environnementale**

4 novembre 2004

Sommaire

Le présent document est en quelque sorte la suite d'un rapport préparé en 2003 pour la Commission de coopération environnementale, intitulé *Estimating the Emission Reduction Benefits of Renewable Electricity and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods* (Évaluation des avantages environnementaux associés à l'énergie renouvelable et à l'efficacité énergétique : expérience et méthodes). Ce rapport examinait les principaux aspects méthodologiques de l'évaluation des impacts nets, sur la qualité de l'air, de la mise en service de nouvelles installations dans les réseaux électriques. On y examinait également certains projets pour lesquels les impacts nets des émissions ont été évalués, dont des projets qui font appel à des modèles de simulation et d'autres qui ne font pas appel à de tels modèles. Au cours de la dernière année, on s'est davantage intéressé à l'évaluation des méthodes qui n'utilisent pas de modèles de simulation. Le présent document vise à fournir de l'information qui aidera à déterminer quelle méthode non fondée sur un modèle de simulation produit les meilleures estimations des émissions évitées et les cas où il est approprié d'utiliser cette méthode.

Nous examinons d'abord trois aspects de l'exploitation et du développement des réseaux électriques essentiels à la détermination des impacts des nouvelles installations sur les émissions. Ces trois aspects sont les suivants :

- L'adaptation, d'heure en heure, de la production à la charge;
- Les contraintes de transport et les centrales disponibles;
- Les ajouts et les retraits de capacité.

Les deux premiers aspects se rapportent à la répartition quotidienne sur le réseau; ils permettent de déterminer la ou les centrales qui sont marginales et dont la production pourrait donc être modifiée par suite de l'ajout d'une installation ou d'une réduction de la charge. Le troisième aspect se rapporte aux changements à long terme observés sur un réseau électrique et il permet de déterminer les impacts à long terme, sur les émissions, de l'ajout d'une nouvelle installation.

Ensuite, nous examinons les trois méthodes simplifiées (c.-à-d. qui ne sont pas fondées sur un modèle) d'estimation des émissions évitées le plus souvent mentionnées dans la documentation. Ces méthodes se distinguent essentiellement par la façon dont elles permettent de cibler l'installation marginale dans le réseau pertinent—celle qui sera vraisemblablement touchée par un nouveau projet. Selon la méthode utilisée, l'identification se fait en fonction de l'emplacement géographique, du type d'installation ou d'une analyse du diagramme de charge. Nous arrivons à la conclusion que les deux premières méthodes ne sont pas susceptibles de produire des résultats exacts, car elles ne permettent pas d'identifier de manière fiable les centrales marginales. Selon nous, la troisième méthode—l'analyse du diagramme de charge—offre un potentiel largement supérieur. Il faut cependant y apporter certaines modifications et formuler des hypothèses. Par ailleurs, cette méthode ne tient pas compte de l'impact des contraintes de transport sur la répartition des unités de production. Il faut examiner plus avant l'efficacité de cette méthode.

Table des matières

Table des matières.....	III
1. Introduction.....	1
2. Aspects importants de l'exploitation d'un réseau électrique.....	2
2.1 Adaptation, d'heure en heure, de la production à la charge.....	2
2.2 Les contraintes de transport et les unités de production disponibles	4
2.3 Ajout et retrait de capacité	6
3 Méthodes d'évaluation des émissions évitées non fondées sur un modèle.....	7
3.1 Désignation géographique des centrales marginales	7
3.2 Désignation des centrales marginales selon leur type.....	9
3.3 Désignation des centrales marginales grâce à l'analyse de la courbe de charge	11
3.3.1 Classement des centrales en fonction de la courbe de charge	12
3.3.2 Les contraintes de transport influent sur la répartition des centrales.....	14
4. Sommaire et conclusions	16

1. Introduction

Le présent document fait suite à un rapport préparé en 2003 par Synapse Energy Economics pour la Commission de coopération environnementale (CCE), intitulé *Estimating the Emission Reduction Benefits of Renewable Electricity and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods* (Évaluation des avantages environnementaux associés à l'énergie renouvelable et à l'efficacité énergétique : expérience et méthodes)¹. Ce rapport examinait les principaux aspects méthodologiques de l'évaluation des impacts nets, sur la qualité de l'air, de la mise en exploitation de nouvelles installations dans les réseaux électriques, ainsi que certains projets pour lesquels les impacts nets des émissions ont été évalués. Dans ce rapport, nous avons conclu que les estimations d'émissions évitées à court terme devaient être fondées sur le taux d'émission des centrales marginales du réseau et que, pour les estimations à long terme, il faudrait se fonder sur les ajouts et les retraits de centrales.

Depuis la présentation de ce rapport, de nombreuses études ont été faites pour évaluer les émissions évitées dans des installations données ou les méthodes d'estimation de ces émissions. Ces études sont résumées dans le rapport qu'a rédigé Martin Tampier pour la CCE, intitulé *North American and International Initiatives to Quantify Emission Reductions from On-grid Renewable Electricity Facilities*. La majorité des études mentionnées dans ce rapport porte sur l'élaboration de méthodes d'évaluation des réductions d'émissions qui serviront à créer des compensations ou des crédits ou seront utilisées dans le cadre d'un plan de réduction des émissions. On note par ailleurs un intérêt marqué pour l'élaboration de méthodes d'évaluation simplifiées, c'est-à-dire des méthodes qui ne sont pas fondées sur des modèles de simulation de réseaux électriques. Le présent document vise à fournir de l'information qui aidera à déterminer quelle méthode non fondée sur un modèle de simulation produit les meilleures estimations des émissions évitées et les cas où il est approprié d'utiliser cette méthode.

Dans la section 2, nous examinons plusieurs aspects de l'exploitation d'un réseau électrique qui doivent être pris en compte dans les analyses des émissions évitées. Nous appliquons ensuite ces aspects à la section 3, où nous examinons les méthodes simplifiées utilisées le plus couramment pour estimer les émissions évitées.

Avant d'aller plus loin, voici quelques précisions terminologiques. D'abord, les termes « marge opérationnelle », « marge récemment construite » et « marge combinée » sont de plus en plus utilisés dans les documents sur les émissions évitées. La marge opérationnelle se rapporte à la centrale marginale exploitée à court terme dans un réseau électrique régional—pendant une heure ou une journée donnée. La marge récemment construite correspond à la catégorie de nouvelles centrales qui sont susceptibles d'être ajoutées à un réseau à moyen ou à long terme. La marge combinée est établie selon une méthode d'évaluation des émissions évitées qui tient compte de divers taux d'émissions marginales (par exemple, le taux de la marge opérationnelle et le taux de la marge récemment construite) pour faire des estimations à court et à long termes. Il faut préciser que, si ces termes indiquent qu'on utilise des taux d'émissions marginaux, ils n'indiquent pas comment ces taux ont été établis, un élément pourtant très important.

¹ Keith, G., et. coll. *Estimating the Emission Reduction Benefits of Renewable Electricity and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods*, préparé par Synapse Energy Economics pour la CCE, 22 septembre 2003, accessible à l'adresse : <http://www.synapse-energy.com/publications.htm#papers> (en anglais seulement).

Enfin, tout au long du document, le terme « modèle » s'entend uniquement d'un modèle de simulation de réseau électrique dynamique (p. ex., un modèle de répartition ou d'augmentation de la capacité). Même si on parle parfois de modèle pour désigner d'autres méthodes de calcul des émissions évitées, il est bon de faire une distinction entre les modèles dynamiques et les méthodes statiques fondées sur le tri de données et des opérations arithmétiques.

2. Aspects importants de l'exploitation d'un réseau électrique

L'exploitation et l'expansion des réseaux électriques régionaux sont des activités extrêmement complexes et il est très difficile de prévoir la réaction de ces réseaux à des changements donnés. Les principaux éléments qui jouent sur l'évitement d'émissions peuvent être classés dans trois grandes catégories :

- L'adaptation, d'heure en heure, de la production à la charge;
- Les contraintes de transport et les unités de production disponibles;
- Les ajouts et les retraits de capacité.

Les deux premiers aspects se rapportent à la répartition quotidienne de la production sur le réseau et ils influent sur la marge opérationnelle. Le troisième aspect se rapporte aux changements à long terme et il aide à évaluer la marge récemment construite. Il est intéressant de noter que les modèles dynamiques ont été créés pour faciliter la représentation de ces aspects des réseaux électriques, qui est extrêmement difficile si on utilise des hypothèses statiques. Par conséquent, pour chaque méthode simplifiée d'analyse des évitements, nous devons examiner les hypothèses formulées au sujet de ces trois aspects, puis déterminer si elles sont suffisamment représentatives du réseau pour produire des résultats crédibles².

2.1 Adaptation, d'heure en heure, de la production à la charge

Comme nous l'avons dit dans notre rapport de 2003, l'ajout d'une centrale à un réseau électrique régional influe généralement sur les centrales marginales à court terme, du fait que les exploitants du réseau répartissent la production en fonction de considérations économiques – c'est-à-dire en fonction des coûts d'exploitation des centrales³. Par conséquent, dans la plupart des cas, si une nouvelle centrale est ajoutée, on « décale » l'ordre de répartition de la production, ce qui entraîne une réduction de la demande auprès des centrales marginales. Il est donc indiqué

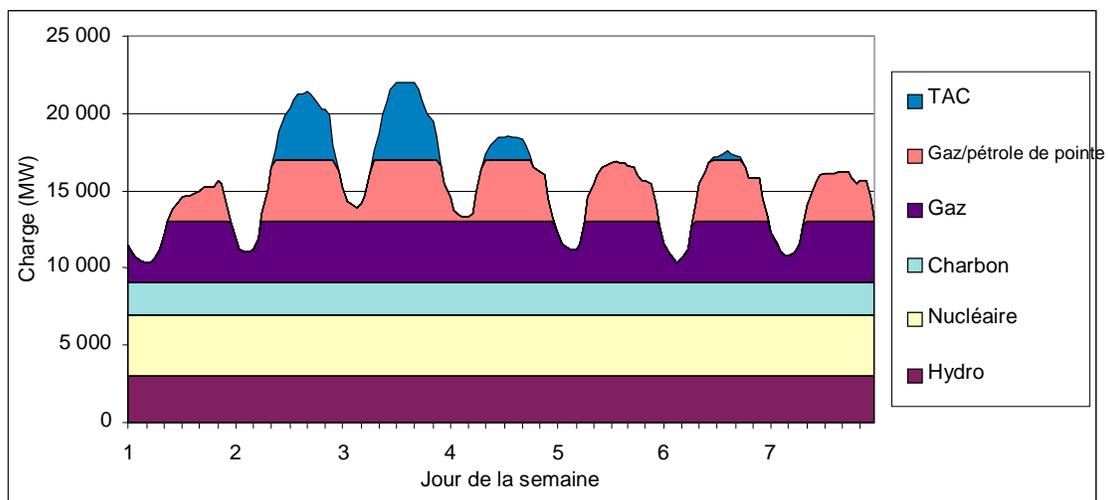
² Il faudrait, bien entendu, procéder de la même façon dans le cas des modèles de simulation, c'est-à-dire chercher à savoir dans quelle mesure les données et les algorithmes du modèle illustrent le fonctionnement du réseau. On utilise des modèles de simulation dans le secteur de l'électricité depuis les années 1970 et les modèles actuels sont généralement reconnus comme outils de planification et de réglementation, mais leurs résultats peuvent varier en fonction de certaines hypothèses. Les méthodes simplifiées décrites ici soulèvent d'autres préoccupations importantes quant à leur exactitude.

³ Sur un marché de gros déréglementé administré par un exploitant indépendant de réseau (comme PJM), la répartition est fondée sur les prix des soumissions et non sur les coûts d'exploitation, mais si on observe une saine concurrence sur le marché, le résultat devrait être sensiblement le même pour ce qui est de l'estimation des émissions évitées.

d'utiliser, comme hypothèse de premier ordre, les taux d'émission des centrales marginales pour calculer les émissions évitées par la nouvelle centrale.

Cependant, on ne peut se fier uniquement à l'hypothèse selon laquelle une nouvelle centrale influe sur « la centrale marginale », puisque la nouvelle centrale sera probablement exploitée pendant certaines heures seulement et parce que la centrale marginale ne sera pas toujours la même, en fonction de l'heure, de la semaine et de l'année. La figure 1 illustre, de manière très simplifiée, la répartition de la production dans un réseau hypothétique pendant une semaine type d'été. Les charges augmentent le jour et diminuent dans la soirée. Les centrales dont le coût de production est le plus faible—centrales de base—fonctionnent à plein régime 24 h/24. Dans notre réseau hypothétique, il s'agit des centrales hydroélectriques, nucléaires et au charbon. Les centrales dont le coût de production est plus élevé fonctionnent de façon plus cyclique : elles augmentent leur production le jour et la diminuent le soir. Dans la figure 1, ce sont les centrales au gaz. Les centrales au gaz et au pétrole, plus coûteuses, sont sollicitées pendant le jour, lorsque les charges sont à leur sommet, et les turbines à combustion sont mises à contribution pendant les heures de pointe de l'après-midi.

Figure 1. Répartition de la production pendant une semaine type d'été



Il convient de mentionner que le type de centrales qui est marginal varie à différentes heures pendant la semaine. Par ailleurs, les taux d'émission de chaque centrale dans chaque catégorie peuvent varier considérablement, ce qui fait que différents taux d'émission sont marginaux. Si on ajoute à cela le fait que toute nouvelle centrale ajoutée au réseau a son propre modèle de fonctionnement, l'estimation des émissions évitées devient relativement complexe.

Supposons maintenant qu'on ajoute une centrale de base au réseau. Où qu'elle se situe dans l'ordre de répartition de la production de base, elle entraînera forcément un changement de rang pour les centrales qui se trouvent plus loin dans l'ordre de répartition, réduisant du coup la demande pour la centrale marginale sur une base horaire. La mise en œuvre d'un programme d'économie d'énergie visant les appareils électroménagers à faible consommation entraînerait également une réduction de la demande auprès de la centrale marginale. Pour évaluer les impacts des nouvelles centrales de base sur les émissions, il faut calculer le taux d'émission moyen de

toutes les centrales marginales pendant la semaine, en tenant compte du nombre d'heures pendant lesquelles chaque centrale a été marginale.

Examinons ensuite l'ajout d'une centrale solaire au réseau. Le coût d'exploitation d'une telle centrale est relativement faible, de sorte qu'elle fournirait de l'électricité selon la disponibilité, mais elle ne produirait que pendant le jour. L'ajout de cette centrale repousserait toutes les autres centrales plus loin dans l'ordre de répartition pendant le jour, déplaçant la production marginale durant cette période seulement. Pour évaluer l'impact de la nouvelle centrale solaire sur les émissions, il faudrait utiliser le taux marginal moyen pondéré d'émissions diurnes. L'utilisation d'un modèle de répartition réduirait la demande auprès des centrales marginales pendant chaque heure de fonctionnement de la centrale solaire; cette réduction correspondrait à la quantité d'électricité produite chaque heure par la centrale solaire. On pourrait cependant faire une estimation raisonnable des impacts en appliquant un facteur d'émission marginale « pendant une journée d'été » à la production totale de la centrale solaire pendant l'été.

Ces concepts peuvent paraître simples, mais il semble régner une certaine confusion dans les études lorsqu'il s'agit de déterminer les avantages des ressources renouvelables et de l'efficacité énergétique. Par exemple, certains auteurs ont affirmé que l'ajout de *petites* centrales a un impact sur les centrales marginales, tandis que l'ajout de *grandes* centrales a un impact sur les centrales de base. On a également affirmé que l'ajout de centrales *intermittentes* a un impact sur les centrales marginales, mais que l'ajout de centrales *de base* a un impact sur les centrales de cette même catégorie. Dans la plupart des cas, l'ajout d'une centrale entraîne une réduction de la production des centrales qui sont marginales pendant les heures de fonctionnement de la nouvelle centrale, et ce, peu importe la taille ou le profil de production de la nouvelle centrale.

Cela étant, lorsqu'on examine des méthodes simplifiées d'évaluation des émissions évitées, il faut se demander dans quelle mesure une méthode donnée permet d'identifier efficacement les centrales qui sont marginales pendant les heures de fonctionnement de la nouvelle centrale.

2.2 Les contraintes de transport et les unités de production disponibles

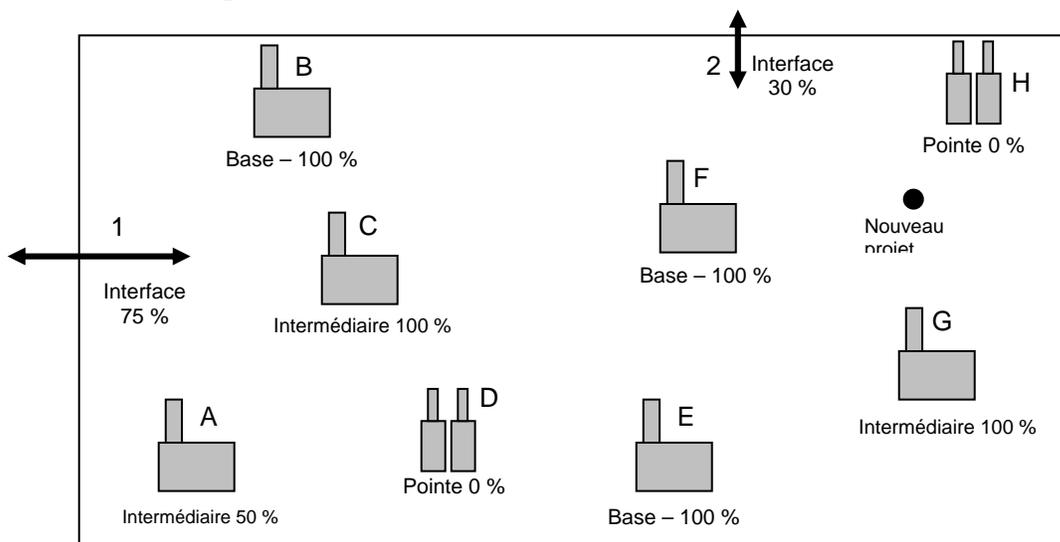
Lorsqu'on cherche à identifier les centrales marginales, il faut non seulement connaître les coûts relatifs d'exploitation des centrales, mais également savoir quelles sont les unités de production disponibles. Ces unités changent d'heure en heure, en fonction de plusieurs facteurs, le plus important étant la capacité de transport.

Les réseaux électriques nationaux du Canada, du Mexique et des États-Unis, sont divisés en zones de contrôle. Au sein de chacune de ces zones, on répartit les centrales de manière à répondre à la charge d'un groupe d'exploitants de réseau, qui ont accès aux unités de production de la zone et, au besoin, à l'électricité produite dans les autres zones de contrôle. Les contraintes de transport au sein de la zone de contrôle influent sur la répartition des centrales dans la zone, tandis que les contraintes de transport entre les zones ont un impact sur la disponibilité de l'énergie provenant d'autres zones. Par exemple, dans une zone de contrôle, si la capacité de transport vers une ville est limitée, il faudra peut-être effectuer la répartition des centrales de cette ville sans tenir compte de l'ordre établi. Cela signifie que, parce que l'électricité produite par une centrale dont les coûts d'exploitation sont faibles ne peut être transportée vers la ville, il faudra faire appel aux centrales coûteuses. De telles situations peuvent se produire, par exemple,

à New York, dans la zone de contrôle de New York et dans le sud-ouest du Connecticut, dans la zone de contrôle de la Nouvelle-Angleterre.

Prenons l'exemple d'un nouveau projet d'énergie renouvelable, tel qu'indiqué à la figure 4. Cette figure illustre le fonctionnement d'un réseau très simple à un moment précis. Les unités de production illustrées représentent les unités disponibles dans la zone de contrôle locale et les flèches « Interface » représentent les lignes de transport vers les zones voisines et en provenance de ces zones. Les pourcentages correspondent à la charge courante de la nouvelle installation, c'est-à-dire sa capacité de production. Les centrales de base sont celles dont les coûts sont le moins élevé; le coût des centrales intermédiaires est un peu plus élevé et celui des centrales de pointe, le plus élevé.

Figure 4. Illustration simplifiée d'une zone de contrôle



Dans ce réseau, la centrale marginale semble être soit la centrale intermédiaire A soit une centrale de l'extérieur de la région qui fournit de l'énergie en utilisant une des deux interfaces de transport. Si les interfaces de transport étaient utilisées à pleine capacité, la centrale A serait probablement la centrale marginale, mais compte tenu de la possibilité de transporter de l'énergie vers les autres zones de contrôle, la centrale marginale pourrait se trouver dans une de ces zones.

Cependant, pour savoir sur quelle centrale le nouveau projet aura un impact, il faut également connaître la capacité de transport dans la zone de contrôle. Par exemple, si la capacité de transport est-ouest au sein de la zone est limitée, la centrale A ou une centrale qui fournit de l'énergie sur l'interface 1 ne sera probablement pas touchée, mais celles qui utilisent l'interface 2 ou la centrale G pourraient l'être. Si la capacité de transport n'est pas limitée et que l'énergie transportée sur l'interface 2 coûte cher, le projet pourrait alors avoir un impact sur la centrale A.

La figure 4 illustre une situation relativement courante. Les exploitants de réseau doivent constamment s'adapter aux contraintes de transport pour maintenir l'équilibre entre la charge et la production. Les centrales disponibles pour répondre à la demande à un endroit donné varient donc d'heure en heure, en grande partie en fonction des contraintes de transport. Les modèles de répartition visent précisément à simuler les charges sur les lignes de transport et les effets

connexes sur la répartition, et le résultat de ces modèles reflète l'évolution constante de la disponibilité des centrales⁴.

Contrairement aux modèles de répartition, les méthodes simplifiées d'estimation des émissions évitées sont fondées sur un ensemble statique d'unités de production. Cet ensemble est généralement composé des centrales d'une ou de plusieurs zones de contrôle ou régions du NERC, et il sera presque assurément inapproprié à certaines périodes de l'année. Parfois, il regroupera plus d'unités que le nombre réel d'unités disponibles et parfois, il en comptera moins. On ne peut que souhaiter que cet ensemble statique soit inapproprié pendant quelques heures par année seulement. Nous reparlerons du transport à la section 3.3.2

2.3 Ajouts et retraits de capacité

La majorité des analystes s'entendent pour dire qu'on devrait se fier, dans une certaine mesure, aux estimations de la marge récemment construite pour évaluer les impacts à long terme des nouvelles centrales, puisque l'ajout de centrales a un impact sur l'évolution des réseaux électriques. En effet, l'ajout de nouvelles centrales influe sur les décisions des propriétaires des centrales et des promoteurs de nouveaux projets. Or, le taux d'émission d'une seule catégorie de nouvelles centrales ne reflète pas nécessairement la réalité. Premièrement, l'ajout de nouvelles centrales influe sur les décisions concernant le retrait et l'ajout de centrales et sur le fonctionnement des vieilles centrales. En outre, les revenus de ces centrales diminuent et leurs propriétaires doivent envisager soit la fermeture, soit la modernisation de leurs installations. Deuxièmement, comme les nouvelles unités jouent sur les décisions concernant l'entrée sur le marché, le type de centrale est particulièrement important. Il faut se rappeler que les réseaux électriques doivent assurer une production de base, intermédiaire et de pointe pour répondre efficacement à la demande. Malgré l'ajout d'une centrale de base, il faut prévoir, à court terme, une capacité de pointe; l'ajout d'une centrale influencerait donc sur la production de la prochaine centrale de base dans l'ordre établi, mais pas nécessairement sur celle de la nouvelle centrale de pointe.

On pourrait déterminer ces variations à long terme à l'aide d'un modèle de simulation, comme on le fait pour les analyses à court terme, afin de déterminer les impacts d'une nouvelle centrale sur les émissions. On pourrait également formuler des hypothèses au sujet des types de centrales dont la production est touchée. Si on utilisait un modèle d'augmentation de la capacité, comme le NEMS (Système national de modélisation énergétique) ou l'IPM (Modèle de planification intégrée), le moment où on augmente la capacité et le type de centrale ajoutée varieraient en fonction du profil de production de la nouvelle centrale. En théorie, le modèle illustrerait également l'impact de la nouvelle centrale sur le retrait d'autres installations. De tels modèles se sont cependant avérés peu efficaces pour prévoir les retraits de centrales.

Lorsqu'on formule des hypothèses pour estimer les émissions évitées à long terme, il faut chercher à déterminer (1) le type de production qui sera vraisemblablement touché, et (2) les

⁴ Les différents modèles de répartition représentent la capacité de transport de manière plus ou moins détaillée. La majorité des modèles donnent au moins un aperçu général du transport entre des zones de contrôle, mais seulement quelques-uns illustrent aussi le transport à l'intérieur d'une zone. Il s'agit là d'un élément qu'il faut prendre en compte lorsqu'on choisit un modèle d'analyse des émissions évitées.

répercussions de la nouvelle installation sur les ajouts et les retraits de centrales. En ce qui a trait à la production, il suffit habituellement de classer les installations selon qu'elles ont une production de pointe ou non aux fins de l'analyse de l'évitement à long terme, étant donné que de nombreuses centrales qui n'ont pas de production de pointe sont suffisamment flexibles pour répondre à la demande de base ou intermédiaire. Ainsi, si la nouvelle centrale n'est exploitée que pendant les périodes de pointe, on supposera qu'elle influera sur l'ajout d'autres centrales de pointe. S'il s'agit d'une centrale de base, intermédiaire ou intermittente, on supposera alors qu'elle influera sur l'ajout de centrales autres que les centrales de pointe. Pour déterminer l'impact de la centrale sur les retraits, on pourrait soit prévoir le retrait de capacité en fonction de la marge de réserve prévue dans la région et des coûts associés à la poursuite de l'exploitation des vieilles centrales, soit utiliser les données sur les retraits récents effectués dans la région.

L'utilisation d'une méthode non fondée sur un modèle produirait deux facteurs d'émissions évitées à long terme : un pour les centrales de pointe et un pour les autres centrales. Chacun de ces facteurs correspondrait à une moyenne pondérée des ajouts et des retraits prévus de centrales de chaque type. Dans la mesure où le facteur de capacité de la nouvelle centrale « propre » est similaire à celui de la ressource « différée », on peut raisonnablement supposer que la production d'énergie s'annule. Si les facteurs de capacité des deux centrales sont différents, il faudra faire des rajustements.

Compte tenu du nombre d'hypothèses qui entrent en ligne de compte, il est bon de confier à un seul analyste compétent l'examen des données et la détermination des facteurs—qui serait examiné par des pairs—pour tous les projets dans une région donnée et pour une période donnée. Compte tenu des ressources accessibles, l'analyste pourrait également faire une modélisation de l'augmentation de la capacité dans le cadre du processus.

3 Méthodes d'évaluation des émissions évitées non fondées sur un modèle

Comme nous l'avons mentionné, l'élaboration de méthodes d'évaluation des émissions évitées qui ne sont pas fondées sur un modèle de répartition suscite un intérêt considérable. Dans la présente section, nous examinons trois de ces méthodes d'évaluation des évitements à court terme. Elles visent à déterminer les taux d'émission des centrales existantes et à appliquer ces taux aux nouveaux projets qui pourraient être réalisés. Une de ces méthodes permet d'identifier les centrales marginales selon leur emplacement géographique, une autre, en fonction du type de centrale, et la dernière, en utilisant une analyse du diagramme de charge. Pour l'évaluation de chacune de ces méthodes, nous utiliserons les aspects des réseaux électriques que nous avons décrits à la section 2.

3.1 Désignation des centrales marginales en fonction de l'emplacement géographique

Récemment, au moins un document a été publié dans lequel on examinait des approches autres que l'établissement d'une moyenne des taux d'émission, notamment le calcul de la moyenne des taux d'émission par région géographique. Le National Renewable Energy Laboratory (NREL, Laboratoire national sur les énergies renouvelables) a rendu publics les résultats d'une étude préliminaire au cours de laquelle on a comparé plusieurs méthodes d'évaluation des émissions évitées grâce à certains programmes d'efficacité énergétique, dans un document intitulé

Comparison of Different Methods for Developing NO_x Emission Factors for Assessing EE Projects in Shreveport, Louisiana. Ce document analyse des méthodes simplifiées d'évaluation des émissions évitées dans le but de définir une approche qui permettra d'inclure les réductions d'émissions attribuables aux projets du secteur de l'électricité décrits dans les plans étatiques d'implantation⁵. Le document provisoire a été distribué à des fins de commentaires.

Une des méthodes étudiées dans ce document permet de calculer le taux d'émission moyen de divers sous-ensembles de centrales électriques aux États-Unis. Les sous-ensembles sont créés en fonction de l'emplacement géographique et, dans certains cas, de l'entité propriétaire des centrales. Le plus grand ensemble de centrales inclus dans le calcul regroupe toutes les centrales des États-Unis dont les données sur les émissions sont fournies par l'EPA (dans la base de données EGRID). La plus petite région géographique examinée ne compte que deux centrales, dans le canton de Caddo, en Louisiane, là où le programme d'efficacité énergétique sera mis en œuvre. On a également calculé les moyennes dans certaines régions intermédiaires.

Le taux moyen d'émissions de NO_x provenant des centrales des régions évaluées pendant la saison d'ozone varie de 0,88 kg par MWh pour les deux centrales au gaz du canton de Caddo à 2,10 kg par MWh pour les installations de l'American Electric Power Co., en Louisiane. La centrale « propre » de Shreveport pourrait entraîner un évitement des de 8,1 ou de 19,2 tonnes d'émissions de NO_x chaque année⁶. Les auteurs du document concluent que cette méthode fournit suffisamment de détails pour calculer les avantages des projets d'efficacité énergétique en ce qui concerne les émissions, soit des économies allant jusqu'à 500 MWh par jour ou environ 75 000 MWh pendant la saison d'ozone.

Nous ne sommes pas d'accord avec cette conclusion. La méthode utilisée ne permet pas d'identifier les centrales qui sont marginales pendant les heures où la centrale « propre » génère des économies d'énergie, ni de définir les caractéristiques de fonctionnement des centrales examinées. Elle n'établit que l'emplacement géographique et, dans une moindre mesure, la propriété des centrales. Comme nous l'avons vu à la section 2.2, l'emplacement d'une centrale est peu utile lorsqu'on cherche à identifier les centrales qui pourraient être marginales. (De même, la propriété ne donne aucune indication sur le fonctionnement de la centrale.) Pour mettre en évidence les lacunes de cette méthode, supposons que les trois centrales d'AEP incluses dans le groupe des centrales à taux d'émission élevé (2,10 kg par MWh) sont des centrales de base à faible coût qui fonctionnent à plein régime lorsqu'elles sont disponibles, et ce, même si on ajoute une centrale ou si on adopte d'autres mesures d'économie d'énergie. Si tel était le cas, une réduction de la demande n'importe où en Louisiane ne devrait pas avoir d'effet sur ces centrales.

On peut donc dire que, s'il n'est pas indiqué d'utiliser un taux moyen d'émissions sur le réseau pour évaluer les émissions évitées, la désignation d'un sous-ensemble de centrales en fonction de leur emplacement géographique peut également donner des résultats trompeurs.

⁵ Ces plans sont élaborés par les responsables de la réglementation sur la qualité de l'air aux États-Unis pour amener une région donnée à respecter une norme nationale de qualité de l'air ambiant.

⁶ Les chiffres exacts fournis dans le rapport du NREL concernant les émissions de NO_x vont de 8,89 à 21,12 tonnes nettes.

3.2 Désignation des centrales marginales selon leur type

Plusieurs documents publiés définissent les centrales marginales en fonction du type de centrale. Les auteurs de ces documents supposent généralement que les centrales « de pointe » ou celles qui produisent en fonction de la charge sont différées par les nouveaux projets. Cependant, comme nous l'avons vu à la section 2.1, des centrales de différents types peuvent être marginales, plus particulièrement dans diverses zones de contrôle et à différentes périodes. Par ailleurs, dans une catégorie de centrales, les taux d'émissions peuvent varier considérablement d'une installation à l'autre. Cela étant, à moins qu'une analyse d'une nouvelle centrale donnée et d'un réseau électrique indique qu'un type de centrale sera différé, il faudrait éviter de se fonder sur le type de centrale.

Le terme « centrale de pointe » désigne généralement une turbine au gaz à cycle simple qu'on peut rapidement mettre en service pour répondre à la demande de pointe. Ces unités sont souvent moins efficaces que les grandes centrales à cycle combiné ou même les centrales thermiques à vapeur et leur coût d'exploitation est nettement plus élevé. Pour comprendre pourquoi l'hypothèse selon laquelle les turbines de pointe sont marginales peut être erronée, voir la figure 1. Dans ce réseau fictif, les turbines de pointe ne sont marginales que pendant les heures de pointe de l'après-midi. Le reste de la semaine, d'autres centrales coûteuses sont marginales et l'équivalence entre leurs taux d'émissions et celui des centrales de pointe ne serait que le fruit du hasard. Pendant les saisons de faible consommation dans cette région fictive, les centrales de pointe peuvent ne jamais être marginales.

Bien entendu, si on analyse un ensemble donné de circonstances, on pourrait conclure qu'une nouvelle centrale aura un impact sur les centrales de pointe, et ce, pendant la majeure partie de ses heures de fonctionnement. Dans le document intitulé *Summer 2001 NEPOOL Load Response Program: Emissions Impacts and Associated Discussions*, Environmental Futures Inc. utilise l'exemple des turbines de pointe pour caractériser les émissions évitées en s'appuyant sur le fait que les mesures d'adaptation à la charge ne sont exécutées que pendant les périodes où la charge est très élevée, lorsque les turbines de pointe sont généralement marginales en Nouvelle-Angleterre. Il s'agit là d'une hypothèse de premier ordre appropriée. Par contre, si on n'analyse pas aussi la centrale spécifique et le réseau, le fait de supposer que les turbines de pointe sont différées donnera souvent lieu à des erreurs.

Lors d'une étude réalisée par le Resource Systems Group dans le cadre du projet Clipper Wind, au Maryland, on a supposé que la centrale éolienne avait un impact sur les centrales qui produisent en fonction de la charge. Cette étude, intitulée *Prospective Environmental Report for Clipper Wind Power*, a démontré que l'électricité des centrales qui produisent en fonction de la charge était fournie par des détaillants d'électricité dans la zone desservie par PJM. On ne connaît pas exactement la nature des recherches qui ont été effectuées pour étayer cette hypothèse, mais elle peut présenter deux problèmes. Premièrement, le terme « centrale qui produit en fonction de la charge » peut décrire divers types de centrales, et on ne sait pas exactement à quoi correspondait ce terme dans le cadre du projet. Par ailleurs, les détaillants d'électricité ne conservent habituellement pas de données exhaustives sur le fonctionnement des centrales. Les exploitants de réseau sont probablement les seuls à posséder de telles données, et ils ne peuvent les divulguer compte tenu des règles en matière de confidentialité. Deuxièmement, on ne sait pas bien si des recherches ont été faites pour déterminer si les centrales considérées

comme des centrales dont la production est adaptée à la charge seraient effectivement « différées » par la nouvelle centrale éolienne.

Lorsqu'on parle de centrales qui produisent en fonction de la charge, on fait généralement référence à celles qui adaptent fréquemment leur production pendant la journée de manière à ce que le réseau puisse augmenter ou réduire graduellement sa production totale et répondre aux fluctuations à court terme de la demande. Certaines de ces centrales sont contrôlées directement par des opérateurs de réseau et elles servent généralement à répondre aux fluctuations de la demande à très court terme (p. ex., fluctuations de seconde en seconde). Ces centrales fonctionnent souvent grâce à une commande automatique de la production. D'autres centrales qu'on considère souvent comme des centrales qui produisent en fonction de la charge sont contrôlées par les opérateurs de la centrale, mais elles peuvent rapidement adapter leurs niveaux de charge pour répondre aux fluctuations horaires de la demande. Pendant une année, les unités de production qui fournissent l'électricité en fonction de la charge dans une région donnée peuvent varier en fonction de l'évolution des besoins de la région.

Donc, les centrales qui produisent en fonction de la charge (1) permettent aux exploitants de réseau d'assurer la stabilité de la production totale du réseau, et (2) réagissent aux fluctuations à court terme de la demande qu'on ne peut prévoir. Lorsqu'une nouvelle centrale est disponible, les opérateurs de système l'inscrivent dans le logiciel d'optimisation de la répartition. Cette opération est habituellement effectuée une journée à l'avance, de manière à ce que les opérateurs de la centrale aient le temps voulu pour faire leur planification. Ils peuvent ainsi prendre en compte la production prévue de la nouvelle centrale. La mise en exploitation de la nouvelle centrale nécessitera un rajustement adéquat de la production en fonction de l'augmentation et de la diminution de la charge et il faudra également s'adapter aux fluctuations inattendues de la demande. Donc, si l'ajout d'une centrale peut modifier quelque peu la production – à la baisse ou à la hausse - des centrales qui produisent en fonction de la charge, cette modification ne s'effectue pas de manière prévisible ou systématique. Par contre, l'impact de la nouvelle centrale sur la production marginale est à la fois prévisible et systématique.

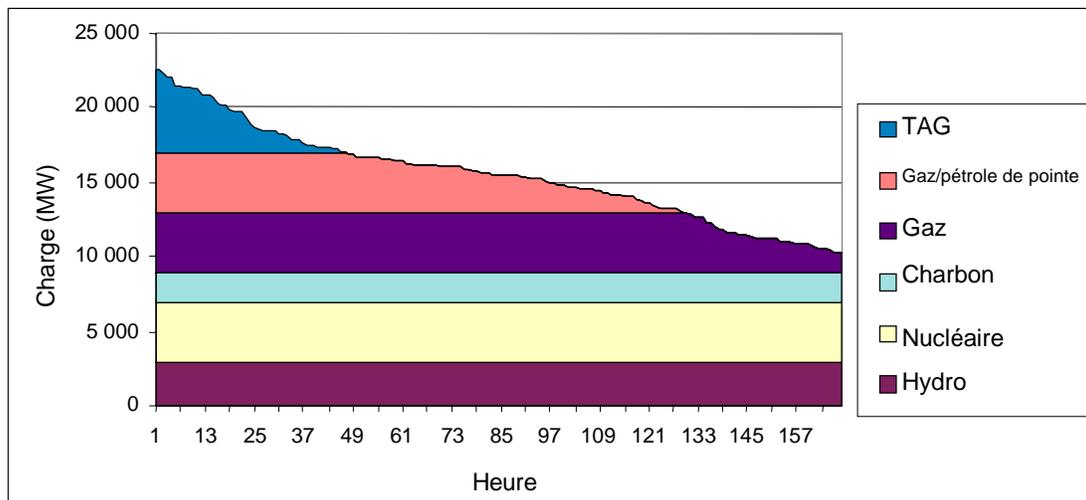
Les centrales dont on peut difficilement prévoir la production sont plus susceptibles d'avoir un impact sur celles qui produisent en fonction de la charge que les centrales dont la production est prévisible. Nous parlons de production imprévisible plutôt qu'intermittente, parce qu'il est généralement possible de prévoir la production de nombreuses centrales intermittentes. Par exemple, depuis une dizaine d'années, on peut prévoir beaucoup plus efficacement la production d'énergie solaire et éolienne. En outre, les réseaux qui comptent des éoliennes réparties sur un vaste territoire géographique peuvent faire des prévisions très fiables de la production totale d'énergie éolienne, en établissant une moyenne des fluctuations de la production de chaque installation. Lorsqu'on peut prévoir la production des centrales intermittentes, il est plus approprié d'utiliser un facteur d'émission marginale plutôt qu'un facteur d'émission en fonction de la charge. Il faut cependant faire d'autres études pour déterminer si la production de certaines centrales est suffisamment prévisible pour avoir un impact surtout sur les centrales qui produisent en fonction de la charge.

3.3 Désignation des centrales marginales grâce à l'analyse de la courbe de charge

La méthode simplifiée qui a suscité le plus d'attention récemment permet de calculer une moyenne pondérée du taux d'émission marginal grâce à une courbe des puissances classées. Deux études réalisées au moyen de cette méthode ont été rendues publiques, une par PA Consulting et l'autre par le Lawrence Berkeley National Laboratory⁷. D'autres rapports ont été produits à ce sujet, mais ils n'ont pas été rendus publics. Une analyse de la courbe de charge est susceptible de produire des résultats exacts dans un plus grand nombre de cas que les autres méthodes dont nous avons parlé dans les deux sections précédentes, mais il reste encore beaucoup à faire pour déterminer si elle est suffisamment précise pour qu'on en fasse la méthode de choix dans de nombreuses situations.

Une courbe des puissances classées représente les charges horaires dans une région, de la plus élevée à la plus faible et non selon un ordre chronologique. Par exemple, la figure 1 illustre les charges horaires, en ordre chronologique, sur un réseau fictif pendant une semaine type d'été. La figure 5 ci-après illustre les mêmes charges, de la plus élevée à la plus faible.

Figure 5. Courbe des puissances classées pendant une semaine type d'été



La figure 5 représente le même modèle fictif de répartition des centrales illustré à la figure 1. En comparant la production par centrale à la courbe de charge, on obtient une bonne estimation des périodes où les différents types de centrales étaient marginaux. Les TAG semblent avoir été marginales pendant environ 49 heures au cours de la semaine. À partir de ces données, on pourrait calculer un facteur NO_x moyen pondéré, par exemple, en établissant la moyenne des taux d'émission des trois types de centrales marginaux, pondérée par le nombre d'heures pendant lequel chacun était marginal. Compte tenu des données utilisées, il faudrait utiliser les taux d'émission moyens de chaque type de centrale; or, si nous disposions des données pour chaque centrale, nous pourrions établir une moyenne pondérée des taux d'émission individuels. Si l'écart

⁷ Voir Erickson, Jeff et coll., *Estimating Seasonal and Peak Environmental Emission Factors – Final Report*, pour le State of Wisconsin Department of Administration, Division of Energy, 21 mai 2004, et Meyers, S. et coll., *Estimating Carbon Emissions Avoided by Electricity Generation and Efficiency Projects: A Standardized Method (MAGPWR)*, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-46063, septembre 1999.

entre les taux d'émission de chaque type d'unité était considérable, cette approche serait beaucoup plus utile. (Nota : Dans l'exemple, certaines des centrales au gaz ne sont jamais marginales.)

Cette méthode est plus efficace que les deux précédentes, et ce, pour deux raisons. Premièrement, elle vise à établir des taux d'émission marginaux qui reflètent l'utilisation réelle des centrales de la région. Deuxièmement, en sélectionnant des sous-ensembles de données annuelles (par exemple, celles qui correspondent à la semaine fictive illustrée dans les graphiques), la méthode pourrait servir à définir des taux d'émission marginaux moyens pondérés pour des périodes données, par exemple, les heures de pointe estivales ou les périodes creuses d'été. Ces facteurs d'émission pourraient ensuite être appliqués aux nouveaux projets en fonction du profil de production prévu pour chacun.

L'analyse ci-après porte sur deux aspects de la méthode d'analyse de la courbe de charge. Premièrement, il faut rajuster les données en fonction des centrales qui sont sous la courbe; deuxièmement, la méthode ne tient pas compte de l'impact des contraintes de transport sur la répartition des centrales. Le rajustement des données ne devrait pas avoir d'impact sur l'efficacité de la méthode s'il est effectué adéquatement. Par contre, le fait de ne pas tenir compte des contraintes de transport pourrait avoir une grande incidence sur les résultats. Il faut faire un examen plus poussé pour déterminer l'efficacité de la méthode compte tenu de cette contrainte.

3.3.1 Classement des centrales en fonction de la courbe de charge

Comme l'illustre la figure 5, les centrales qui composent un réseau électrique doivent être classées sous la courbe de charge selon l'ordre dans lequel elles sont réparties de manière à ce qu'on puisse déterminer celles qui sont marginales et le nombre d'heures pendant lequel elles le sont. Ce processus pose plusieurs problèmes. D'abord, il faut définir une méthode de répartition des centrales qui tient compte des interruptions de production d'une centrale et des achats d'électricité aux régions voisines. Ensuite, il faut adapter les capacités des centrales dans l'ordre de répartition en fonction de la courbe de charge réelle.

Il y a deux façons de classer les centrales sous la courbe de charge : en fonction de l'utilisation antérieure et en fonction des coûts d'exploitation. Dans le premier cas, on se fonde sur les données de production historique pour calculer le facteur de capacité de chaque centrale, puis on classe les centrales, de celle ayant la plus grande capacité (en bas) à celle ayant la plus faible capacité (en haut). Ainsi, les centrales les plus performantes seraient réparties en premier pendant une journée donnée, et celles qui sont moins performantes seraient réparties en dernier. Par contre, en raison des interruptions de production des centrales pendant l'année de référence, l'ordre de répartition de certaines centrales serait inexact. Il faut tenir compte du fait que les centrales sont non disponibles de façon périodique lorsqu'on effectue des travaux de maintenance prévus et non prévus. Ces indisponibilités entraînent forcément une diminution du facteur de capacité, puisque, pendant la période en cause, aucune électricité n'est produite. Par exemple, une centrale qui a été hors-réseau pendant la majeure partie d'une année aurait un facteur de capacité relativement peu élevé, mais serait tout de même classée en haut de l'ordre de répartition et pourrait même être considérée comme centrale marginale pendant certaines heures, si on utilisait cette méthode. Un tel classement est cependant erroné, car les centrales nucléaires

sont généralement des centrales à charge minimale pendant toute la période au cours de laquelle elles sont disponibles.

Par conséquent, pour répartir adéquatement les centrales en fonction du facteur de capacité, il faut rajuster les données de production en tenant compte des périodes d'interruption⁸. Cet élément est particulièrement important lorsqu'on calcule les facteurs d'émission saisonniers plutôt qu'annuels, car une interruption due à des travaux de maintenance dans une centrale à charge minimale pourrait s'étendre sur une grande partie de la saison, résultant en l'attribution d'un facteur de capacité très bas pour l'ensemble de la saison.

La deuxième méthode de classement des centrales est fondée sur le coût d'exploitation – estimatif ou réel. L'utilisation de coûts estimatifs peut donner lieu à une marge d'erreur importante, parce qu'il pourrait être difficile de faire la distinction entre le coût d'exploitation des différentes centrales d'un type donné. En effet, comment peut-on savoir qu'une centrale au charbon est plus coûteuse qu'une autre? Les coûts d'exploitation réels (fournis par les propriétaires aux organismes gouvernementaux) pourraient faciliter le classement, mais l'obtention et la vérification des données exigeraient vraisemblablement une forte main-d'œuvre. Le principal avantage associé au classement des centrales en fonction des coûts d'exploitation est le fait qu'il n'est pas nécessaire de modifier les facteurs de capacité en fonction des interruptions.

Qu'on répartisse les centrales en fonction de l'utilisation historique ou des coûts d'exploitation, il faudra tenir compte de l'électricité achetée aux régions voisines et déterminer les taux d'émission connexes. Il faudra par ailleurs analyser les achats réels de manière à établir s'il s'agit d'électricité qui provient d'une centrale de base ou d'une centrale de pointe, et déterminer les sources d'énergie probable pour appliquer les taux d'émission à l'électricité achetée.

Enfin, après avoir établi l'ordre des centrales et de l'électricité achetée pour illustrer la répartition type, il faut adapter la capacité de chaque centrale pour classer correctement les centrales en fonction des données réelles concernant la charge. Les exploitants de réseau disposent rarement de la totalité de la capacité installée dans la région, parce que plusieurs unités de production sont habituellement non fonctionnelles en raison de travaux de maintenance ou d'une indisponibilité fortuite à une période ou une autre. Il ne serait pas possible d'inclure toutes les unités d'une région dans une analyse de la courbe de charge selon leur pleine capacité (capacité nominale ou capacité de service nette), car la production dépasserait les charges réelles. Il faut par conséquent réduire les capacités individuelles ou les rajuster en fonction des indisponibilités, ce qui demande une certaine dose de jugement de la part de l'analyste. Par exemple, on pourrait calculer le rendement moyen de chaque centrale pendant les heures de pointe d'été, et considérer ce rendement comme la capacité maximale sur la courbe de charge de pointe estivale. Il est cependant peu probable qu'une telle façon de faire permette d'obtenir exactement la capacité voulue pendant les heures où la charge est la plus élevée.

En réalité, si on utilise les données sur la charge et la production réelles, il est impossible d'obtenir la capacité exacte, car le système est surdéterminé, c'est-à-dire que, pendant la période

⁸ Il y a plusieurs façons de faire. On pourrait tout simplement ne pas tenir compte des heures d'interruption dans le calcul du facteur de capacité. Le résultat, qu'on appelle le taux d'utilisation, illustrerait le fonctionnement de chaque centrale pendant les heures où elle est disponible. On pourrait également étudier les données de production pour des années documentées et utiliser le facteur de capacité moyen de chaque centrale pour établir l'ordre de répartition.

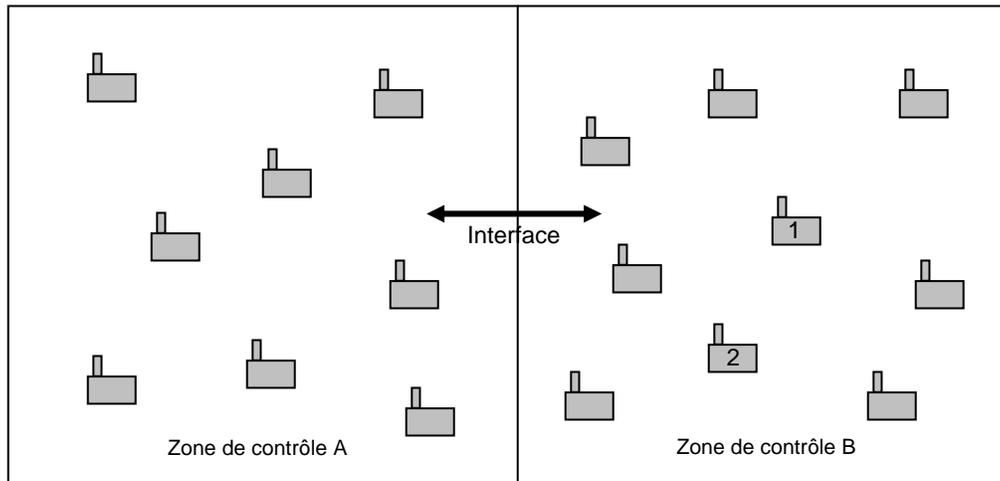
visée, le groupe de centrales disponibles a changé et la capacité de chaque centrale a peut-être changé aussi. Si on utilise les données réelles sur la charge et la production, le seul moyen de régler le problème consisterait à recréer la répartition horaire des centrales. De cette façon, la capacité horaire du réseau correspondrait à la charge horaire réelle. L'analyste devra donc définir une capacité approximative pour chaque centrale compte tenu de la courbe de charge de manière à représenter le réseau au moyen des données réelles sur la charge et la production.

Enfin, il est essentiel de s'assurer que les données utilisées sont représentatives de l'exploitation type des centrales dans la région évaluée. Si les données sont atypiques, il faudra alors faire des rajustements pour estimer les émissions déplacées à court terme dans des conditions représentatives. Par ailleurs, si les données utilisées datent de plusieurs années, il faudra les rajuster en fonction de l'ajout ou du retrait de centrales qui pourrait avoir été effectué dans la région.

3.3.2 Les contraintes de transport influent sur la répartition des centrales

La méthode de courbe de charge s'applique à un ensemble statique et géographiquement défini de centrales. Comme nous l'avons vu à la section 2.2, tout groupe statique de centrales sera presque assurément trop grand à certaines périodes et trop petit à d'autres. Pour examiner la chose sous un autre angle, prenons l'exemple des deux zones de contrôle de la figure 6. Supposons que, pendant de nombreuses heures, l'unité marginale de la zone de contrôle A se trouve dans cette zone, mais que pendant certaines heures, il s'agit de l'unité 1 de la zone B et pendant une autre période, de l'unité 2 de la zone B. Si on calculait un facteur d'émission marginal moyen pondéré pour la zone A en n'utilisant que les données des centrales de cette zone, la contribution des unités 1 et 2 de la zone B ne serait pas prise en compte. Par contre, si on définissait une courbe de charge pour les deux zones combinées et qu'on répartissait toutes les centrales sous la courbe, de nombreuses autres unités de la zone B seraient marginales, dans la mesure où le rendement de la zone A n'a aucun effet sur elles. En ne tenant pas compte des contraintes de transport et en regroupant les deux zones, on créerait une courbe d'offre fictive, données auxquelles les exploitants des réseaux n'avaient pas accès.

Figure 6. Unités marginales dans des zones de contrôle contiguës



Pour déterminer si cette question est problématique, on pourrait tout simplement vérifier la quantité d'énergie transportée entre les zones de contrôle de la région, en souhaitant qu'elle soit minimale et que l'analyse d'une seule zone de contrôle soit raisonnable. On se souviendra cependant que, comme nous l'avons vu à la section 2.2, *cette question peut poser un problème dans une zone de contrôle*. Les contraintes de transport dans une zone de contrôle peuvent rendre de nombreuses centrales non disponibles pendant des périodes de temps prolongées. Dans de tels cas, la centrale marginale qui répond à la demande dans la zone enclavée n'est pas la centrale marginale pour l'ensemble de la zone de contrôle, mais la centrale marginale *disponible pour le marché local*. Une analyse de la courbe de charge ne permettrait pas de tenir compte de cet aspect.

Prenons l'exemple d'un programme d'efficacité énergétique mis en œuvre dans le Sud-Ouest du Connecticut. Il y aura fort probablement un grand nombre d'heures de forte consommation où les lignes de transport vers le marché local sont utilisées à pleine capacité et où les centrales non sollicitées se trouveront dans le Sud-Ouest du Connecticut, mais il y aura également un grand nombre d'heures où la consommation sera plus faible, au cours desquelles les lignes de transport ne seront pas utilisées à pleine capacité et où les unités de production non sollicitées peuvent se trouver n'importe où sur le réseau NEPOOL (ou à l'extérieur). Pour savoir si, et dans quelle mesure, les contraintes de transport peuvent entrer en ligne de compte dans les calculs des émissions évitées dans une situation donnée, on pourrait étudier des données sur les éléments suivants : (1) la fréquence à laquelle les contraintes de transport donnent lieu à une modification de l'ordre de répartition, (2) la fréquence à laquelle l'interconnexion est utilisée à pleine capacité et (3) les profils d'émission des petites et des grandes régions géographiques⁹.

La fréquence à laquelle les contraintes de transport entraînent une modification de l'ordre de répartition a augmenté considérablement aux États-Unis depuis dix ans, compte tenu du fait que la croissance de la charge et l'augmentation de la capacité de production ont été plus rapides que

⁹ Si les taux d'émission des petites et des grandes régions géographiques sont similaires, peut-être que même une contrainte de transport qui a une très grande incidence sur la répartition peut ne pas avoir un impact majeur sur le calcul des émissions évitées, et la méthode de la courbe de charge pourrait être acceptable.

la construction de nouvelles infrastructures de transport, une tendance qui pourrait être maintenue. Dans pareil contexte, le fait que les analyses des courbes de charge ne tiennent pas compte des effets du transport sur la répartition peut constituer un inconvénient majeur. Il faut faire un examen plus poussé pour bien comprendre le niveau d'exactitude de cette méthode dans la région où la capacité de transport est élevée et celle où elle est faible.

4. Sommaire et conclusions

Nous avons d'abord examiné trois aspects de l'exploitation et de développement des réseaux électriques essentiels à la détermination des impacts des nouvelles installations sur les émissions. Ces trois aspects sont les suivants :

- L'adaptation, d'heure en heure, de la production à la charge;
- Les contraintes de transport et les centrales disponibles;
- Les ajouts et les retraits de capacité.

Les deux premiers aspects se rapportent à la répartition quotidienne de la production sur le réseau; ils permettent de déterminer la ou les centrales qui sont marginales et qui pourraient donc ressentir les effets de l'ajout d'une installation ou d'une réduction de la charge. Le troisième aspect se rapporte aux changements à long terme observés sur un réseau électrique et il permet de déterminer les impacts à long terme, sur les émissions, d'une nouvelle installation.

Ensuite, nous examinons les trois méthodes simplifiées (c.-à-d. qui ne sont pas fondées sur un modèle) d'évaluation des émissions évitées le plus souvent mentionnées dans la documentation. Ces méthodes se distinguent essentiellement par la façon dont elles permettent de cibler l'installation marginale dans le réseau pertinent—celle qui sera vraisemblablement touchée par un nouveau projet. Selon la méthode utilisée, l'identification se fait en fonction de l'emplacement géographique, du type d'installation ou d'une analyse du diagramme de charge. Nous arrivons à la conclusion que les deux premières méthodes ne sont pas susceptibles de produire des résultats exacts, car elles ne permettent pas d'identifier de manière fiable les centrales marginales. La troisième méthode—l'analyse du diagramme de charge—offre un potentiel largement supérieur. Il faut cependant y apporter certaines modifications et émettre des hypothèses. Par ailleurs, cette méthode ne tient pas compte de l'impact des contraintes de transport sur la répartition des unités de production. Il faut examiner plus avant l'efficacité de cette méthode.